



Александр Богданов

заместитель начальника департамента перспективного развития Омской ЭГК,
аналитик теплоэнергетики

Котельнизация России — беда национального масштаба¹

Виды предоставляемой мощности

Одной из самых распространенных ошибок, ставшей результатом метода усреднения ради простоты и влекущей за собой перекрестное субсидирование в энергетике, является отсутствие классификации видов мощности, предоставляемой на рынок энергетической продукции. Основной методологической ошибкой является то, что на регулирование принимаются усредненные затраты на содержание 100 % от установленной мощности производителей и транспортировщиков энергии, хотя заявителю мощности часто требуется не более 10—15 % от пропускной способности существующих электрических (тепловых) сетей. Однако существующие методы формирования тарифов пока не предусматривают систему разнесения затрат по различным видам мощности и резерву мощности.

Заявленная мощность ($E_{1т}$) — главная характеристика потребителя

Мощность в часы максимума нагрузок является главной характеристикой потребителя. Именно заяв-

ленная, а не установленная (или подключенная) мощность является критерием для определения договорных условий между производителем и потребителем энергетического товара. По своему содержанию заявленная мощность состоит из трех видов мощностей, которые производят соответствующий им вид энергии: $E_{1т}$ база, $E_{1т}$ полубаза, $E_{1т}$ пик. Данные виды обеспечиваются энергетическим оборудованием, имеющим различные технические характеристики. Так, для обеспечения базовой и полубазовой мощностей экономически целесообразно использовать высокие технологии — ТЭЦ с большим объемом капитальных вложений и низкими эксплуатационными затратами: паровые турбины с так называемыми «встроенными пучками», парогазовые турбины, котельные с паровыми котлами низкого давления. Для обеспечения пиковой мощности, которая производит небольшое количество энергии, выгодно использовать низкоэкономичное оборудование даже на основе дорогого топлива, но с низкой стоимостью капитальных вложений — так на-

зываемые «пиковые водогрейные котлы».

Горячий резерв (E_2) — плата за надежность и бесперебойность

Мощность горячего резерва E_2 необходима для того, чтобы квалифицировать и калькулировать объем затрат на обеспечение надежности теплоснабжения соответствующей категории электроснабжения.

Например, согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) при определении возможности резервирования суммарная мощность двух трансформаторов занижается до уровня не выше 70 % от заявленной потребителем. При этом в аварийном режиме с учетом допустимого кратковременного перегруза до 40 % должно обеспечиваться надежное и бесперебойное электроснабжение потребителя от оставшегося в работе трансформатора. В данном случае плата за горячий электрический резерв $E_{2э}$ определяется по величине постоянных и переменных издержек, связанных с содержанием дополнительных 40 % сверх заявленной потребителем мощности.

¹ Продолжение. Начало см.: ЭнергоРынок. — 2006, № 3, 6, 9; 2007, № 2, 6.

Обманчивая дешевизна

В результате недостаточного осознания экономической сути производства базовой и пиковой энергии за последние 20—30 лет был нанесен значительный экономический ущерб не только большой энергетике, но и многим промышленным предприятиям, имеющим собственные котельные. Стремление недостаточно компетентных заказчиков к снижению капитальных вложений при строительстве собственных котельных привело к тому, что вместо паровых котлов, предназначенных для работы круглый год в течение отопительного сезона, во многих случаях стали использоваться так называемые «дешевые» водогрейные малогабаритные котлы.

Малогабаритные водогрейные котлы дешевле по той причине, что они предназначены для кратковременной работы в пиковый период, составляющий не более 1500—2000 ч/год. Дешевизна водогрейных котлов, вызванная некоторым упрощением схемы котла (отказом от воздухоподогревателей), влечет за собой высокую температуру уходящих газов, высокое гидравлическое сопротивление котлов, завышенные расходы электроэнергии на перекачку воды. Малые объемы топочной камеры вызывают значительные тепловые нагрузки, более жесткие требования к обеспечению водно-химического режима работы котлов.

Одним из наиболее серьезных недостатков водогрейных котлов является высокая степень уязвимости по отношению к наружной и внутренней коррозии металла. Водогрейные котлы типа КВГМ, ПТВМ предназначены для кратковременной работы с нагревом воды от 100 до 150 °С, при которой уровень коррозии значительно ниже, чем при работе в базовом режиме. В реальных условиях, при разрегулированных режимах работы тепловых сетей и стремлении к «экономии» топлива температура сетевой воды снижается до 45—55 °С, т. е. ниже температуры точки росы. Интенсивная конденсация влаги с образованием серной кислоты из дымовых газов ведет к неуправляемой лавинообразной ситуации: чем хуже положение с топливом, тем быстрее происходит коррозия металла. Так, например, из-за жесткого ограничения в топливе и необходимости работы с крайне низкой температурой сетевой воды (до 30—40 °С) на входе в котел на котельной завода «Полет» были вынуждены проводить капитальный ремонт с полной заменой поверхностей нагрева уже через два-три года. Аналогичная ситуация имела место на котельных заводах «Гидропривод», «Омский бекон» и др.

Если бы заказчик котельных квалифицированно оценивал суть различных видов энергии, то при выборе состава оборудования вместо дешевых водогрейных и малогабаритных котлов он должен был бы выбрать для использования паровые котлы, обеспечивающие базовую часть графика нагрузок. Хотя они и стоят несколько дороже, зато обеспечивают надежную и бесперебойную работу котлов в течение 35 и более лет без завышенных эксплуатационных затрат, замены поверхностей нагрева, как например на Кировской котельной Омска. В результате кажущаяся дешевизна малогабаритных и водогрейных котлов при их покупке оборачивается значительной потерей средств при их эксплуатации.

Для тепловых схем плата за горячей тепловой резерв E_{2T} предусматривается в тех случаях, когда необходимо резервировать работу предприятий, имеющих собственные источники тепла (котельные) и в работе которых недопустимы перерывы в теплоснабжении (например, больницы и т. п.). В этом случае размер платы за обеспечение теплового резерва определяется по величине аварийной брони теплоснабжения, предназначенной, например, для операционных и родильных отделений больниц, и может достигать 50—60 % от расчетной мощности.

В расходы на обеспечение горячего резерва E_2 должны входить следующие статьи затрат и потерь: пропорциональная доля постоянных затрат на содержание резервной мощности технологического оборудования, зданий, сооружений; постоянные затра-

ты на топливо (именно в виде первичного топлива, а не энергии) для компенсации потерь тепла через тепловую изоляцию. В переменные затраты необходимо включать не менее 10 % от топливных затрат на обеспечение надежности², затраты на холостой ход трансформаторов, линии электропередачи и т. д.

Холодный резерв (E_3) — плата за краткосрочную бронь

Мощность холодного резерва E_3 как вид энергетического продукта необходима для того, чтобы калькулировать затраты на обеспечение возможности тепло- и электроснабжения от существующего энергетического оборудования, тепловых и электрических сетей в краткосрочном периоде времени, в течение годового отопительного сезона. В калькуляцию включаются затраты, связанные с

обеспечением резерва мощности, который заказывает производитель — собственник заводской мини-ТЭЦ — на случай аварийного отключения заводских турбогенераторов при параллельной работе мини-ТЭЦ в единой энергетической системе.

В данный вид резерва E_3 аналогично резерву E_2 включается пропорциональная доля постоянных затрат на содержание и работу оборудования, а также часть затрат в виде топлива как постоянных, так и переменных, необходимых для обеспечения надежности.

Сезонный резерв (E_4) — плата за сезонную бронь

Это вид резерва мощности с затратами на содержание оборудования в резерве в режиме сезонной консервации энергетического оборудования без учета затрат на топливо для обеспечения надежности и поддержания резерва.

Внепиковая мощность (E_5) — недоступная для России мощность

Внепиковая мощность E_5 , как и энергия $D_{т}$, предоставляет недоступную для российских условий, в силу нынешней политики, внебалансовую мощность, которую можно использовать для подключения дополнительных потребителей. При этом затраты, связанные только с содержанием схемы для отпуска внебалансового тепла, являются минимальными только в отношении оборудования, ранее не включаемого в затраты на содержание мощностей E_1, E_2, E_3, E_4 . Это затраты на содержание дополнительного оборудования: индивидуальных низкотемпературных (до 100 °С) трубопроводов сетевой воды, циркуляционных трубопроводов, сетевых или циркуляционных насосов для обеспечения внепиковой мощности в теплицах, тепловых насосов, зарядных и разрядных насосов, аккумуляторов тепла, абсорбционных тепловых насосов, установленных в тепловых сетях и пред-

² См.: Богданов А.Б. Котельнизация России — беда национального масштаба // ЭнергоРынок. — 2006. — № 9.

назначенных для низкотемпературного отпуска тепла, и т. д. Учитывая, что затраты на содержание мощности E_5 ничтожно малы, собственники котельных могут прибегнуть к оставке своего оборудования, а при первой технологической возможности — к переключению на использование сбросного тепла от ТЭЦ.

Заявленный перспективный (E_6) — резерв мощности будущих потребителей

При строительстве новых объектов заказчику необходимо решить вопрос с обеспечением тепловой и электрической энергией объектов нового строительства. Есть три варианта его решения:

- присоединение к существующим тепловым и электрическим сетям без необходимости развития генерирующих мощностей и транспортных сетей (при наличии технической возможности у энергоснабжающей организации);

- присоединение к существующим сетям с необходимостью развития генерирующих тепловых, электрических мощностей и (или) транспортных магистральных энергетических сетей (при отсутствии технической возможности у энергоснабжающей организации);

- строительство индивидуальных собственных генерирующих мощностей и/или транспортных сетей (при отсутствии технической возможности у энергоснабжающей организации).

Затраты на создание мощности E_6 необходимы для обеспечения технической возможности доступа вновь подключаемых заявителей к тепловым и электрическим сетям энергоснабжающей организации. В зависимости от конкретной ситуации значения данных затрат могут значительно изменяться, однако по своей сути они не должны быть выше суммарных затрат на обеспечение тепловой и электрической мощностей в случае установки индивидуальных источников тепловой и электрической энергии.

Таблица 1. Матрица видов энергетических товаров и услуг ТЭЦ

		Суммарные затраты	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Комбинированная энергия
I. Калькуляция затрат на энергию с классификацией по числу часов использования мощности в году (ч/год), по технологии производства и потребления энергии					
1. Базовая энергия, произведенная как комбинированным, так и отдельными способами	6 500 ч/год и более	<i>A</i>	<i>At</i>	<i>Aэ</i>	<i>Ак</i>
2. Полубазовая энергия, произведенная как комбинированным, так и отдельными способами	От 1 400 до 6500 ч/год	<i>B</i>	<i>Bт</i>	<i>Bэ</i>	<i>Bк</i>
3. Пиковая энергия, произведенная как комбинированным, так и отдельными способами	До 1 400 ч/год	<i>C</i>	<i>Cт</i>	<i>Cэ</i>	<i>Cк</i>
4. Внепиковая внебалансовая энергия, произведенная от паровых турбин, выдаваемая как с применением тепловых насосов, так и без их применения	Потребляется вне балансового пика мощности	<i>D</i>	<i>Dт</i>	<i>Dэ</i>	<i>Dк</i>
5. Внепиковая внутрибалансовая (аккумулированная) энергия, скомбинированная в часы минимальных нагрузок и выдаваемая в часы максимума нагрузок с применением аккумуляторов тепла	Выдается в часы балансового пика мощности	<i>Ж</i>	<i>Жт</i>	<i>Жэ</i>	<i>Жк</i>
6. Сопутствующие товары-теплоносители (пар, конденсат, сетевая вода, техническая вода, зола); коммерческий учет, диспетчеризация, аренда зданий и т. д.	Классификация по технологическому признаку: пар, ГВС, утечки	<i>З</i>	<i>Зт</i>	<i>Зэ</i>	<i>Зк</i>
II. Калькуляция затрат на мощность, на резерв мощности с классификацией по технологическому признаку		<i>E</i>	<i>Et</i>	<i>Eэ</i>	<i>Ek</i>
1. Заявленная мощность, обеспечивающая содержание базовой, полубазовой, пиковой мощностей, необходимых для производства соответствующего вида энергии	От 0 до 102 % от заявленной мощности: - E_1 база; - E_7 полубаза; - E_7 пик	E_1	$E_{1т}$	$E_{1э}$	$E_{1к}$
2. Сверхбалансовый горячий резерв мощности для обеспечения надежности теплоснабжения (категория электроснабжения)	До 100 % от заявленной мощности с включением затрат на топливо, энергию и обеспечение надежности	E_2	$E_{2т}$	$E_{2э}$	$E_{2к}$
3. Сверхбалансовый холодный резерв мощности для обеспечения возможности энергообеспечения в краткосрочном периоде	До 100 % от заявленной мощности с включением части затрат на топливо и содержание мощности	E_3	$E_{3т}$	$E_{3э}$	$E_{3к}$
4. Сверхбалансовый сезонный резерв мощности	С включением затрат на топливо, энергию, консервацию мощности, содержание персонала	E_4	$E_{4т}$	$E_{4э}$	$E_{4к}$
5. Внепиковая мощность для завоевания рынка в летний период	С полным исключением затрат на обеспечение мощности	E_5	$E_{5т}$	$E_{5э}$	$E_{5к}$
6. Заявленный перспективный резерв мощности (будущих лет)	На время проектирования и строительства объекта заказчика — будущего потребителя энергии	E_6	$E_{6т}$	$E_{6э}$	$E_{6к}$
7. Незаявленный (бесхозный) резерв мощности	Без включения затрат на энергию и содержание мощности	E_7	$E_{7т}$	$E_{7э}$	$E_{7к}$

Таблица 2. Характеристика видов тепловой энергии, необходимой потребителю, с расчетной мощностью 1 Гкал/ч

Вид тепловой энергии	Ед. изм.	Базовая энергия, <i>Ат</i>	Полубазовая энергия, <i>Бт</i>	Пиковая энергия, <i>Ст</i>	Сумма <i>Ат, Бт, Ст</i>	Сбросная энергия, <i>Дт, Жт</i>
Мощность, необходимая потребителю	Гкал/ч	0,23	0,38	0,39	1,0	До 0,5
	%	23	38	39	100	До 50
Потребленная энергия	Гкал/год	1826	1568	335	3726	До 730
	%	49	42	9	100	
Количество часов использования установленной тепловой мощности	ч/год	7938	4118	860	3726	
Эффективность использования установленной мощности	%	91	47	9,8	42,5	
Температура воды, необходимая для обеспечения отпуска тепла	°С	65	70—110	110—150		
Удельная выработка на базе теплового потребления	Мт/Гкал	0,64	0,56	0,0		0,6
Электроэнергия, произведенная комбинированным способом	МВт·ч/год	1187	876	—	2 063	До 440
Затраты топлива на производство тепловой и электрической энергии:						
- комбинированным способом	т у.т./год	509,4	409,7	55,3	974,4	
- раздельным способом	т у.т./год	716,6	564,9	55,3	1 336,9	
Перерасход топлива против раздельного способа	отн. ед.	1,41	1,38	1	1,37	1,4
Относительная стоимость производства тепловой энергии	отн. ед.	0,5	1,0	4,0	1,0	менее 0,2

Незаявленный (бесхозный) резерв (Е7) — главная причина субсидирования

Существование незаявленного (бесхозного) резерва мощности — главная причина необоснованного перекрестного субсидирования. Анализ энергетических балансов большинства источников тепловой и электрической энергии показывает, что загрузка энергетического оборудования ТЭЦ составляет не более 60—75 % от установленной мощности, а промышленных и коммунальных котельных — не более 25—50 %. Однако затраты на содержание незаявленного (бесхозного) резерва мощности источников энергии, достигающие 30—75 %, приходится оплачивать

существующему потребителю. Парадокс монополиста-производителя состоит в том, что чем меньше суммарная нагрузка ТЭЦ и котельной, тем дороже (в квадратичной зависимости) обходится энергия для оставшихся потребителей тепла и электроэнергии.

Согласно СНиП 41-02-2003 при выборе оборудования не предусматривается установка резервного оборудования. В аварийной ситуации при расчетной температуре наружного воздуха допускается снижение тепловой нагрузки для жилищно-коммунальных потребителей на 12 % от заявленной мощности. Значительное превышение генерирующих и транспортирующих мощностей является

одной из главных причин скрытого перекрестного субсидирования.

Пример. Сельский потребитель, имеющий потребность не более 10—15 % от пропускной способности линий электропередачи и трансформаторов, несет затраты по содержанию 100 % установленных мощностей. Но и собственник генерирующих и транспортных мощностей также не хочет нести затраты, связанные с содержанием незаявленных резервов мощностей, спрос на которые может появиться в неопределенном будущем. В итоге производитель энергии не заинтересован в сокращении затрат, а оставшийся крайним потребителем вынужден полностью оплачивать необоснованные затраты гиганта-монополиста.

Законодательное собрание региона, председатель региональной энергетической комиссии (РЭК) совместными усилиями должны честно и квалифицированно определить масштаб резерва, разработать мероприятия по сокращению перекрестного субсидирования, открыто принять решение о том, за чей счет будут содержаться 40—60 % от незаявленного (бесхозного) резерва мощности — либо за счет оставшихся потребителей, либо за счет собственника незаявленного резерва.

Гордиев узел теплоэнергетики России

В статье «Тарифный и нагрузочный менеджмент: французский опыт»³ определен базовый принцип достижения всеобъемлющего коллективного оптимума энергообеспечения общества. Его суть заключается в «...определении наиболее подходящих тарифов, графиков нагрузочного менеджмента путем сравнения стоимости и прибыли как для производителя энергии, так и для потребителя энергии...» С переходом на рыночные отношения решение задачи определения коллективного оптимума де-факто передано от Госплана в регионы. Но, видимо, до на-

³ Lescoeur, J.B. Calland. Tariffs and load management: the French experience // Electricite de France. IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2. — № 2, May 1987, pp.458—464.

стоящего времени регионы пока не способны квалифицированно ставить задачу определения коллективного оптимума энергообеспечения. Согласно экономической теории, для того чтобы способствовать всеобъемлющему коллективному оптимуму в рыночных условиях, коммунальный энергетический монополист должен исходить из трех правил ценообразования:

- удовлетворение спроса;
- сведение к минимуму производственных затрат;
- продажа в соответствии с маржинальными издержками.

Если первые два правила известны широкому кругу энергетиков, то продажа по маржинальной цене применительно к отечественной теплоэнергетике недоступна, так как данный методологический подход российским энергетикам практически неизвестен.

Согласно экономической теории, предельные издержки представляют собой прирост совокупности издержек, которые несет фирма в целях производства дополнительной единицы продукции. В связи с этим организация продажи тепловой и электрической энергии должна осуществляться по маржинальным, а не по усредненным издержкам, и стать главным принципом формирования тарифной политики Федеральной службой по тарифам (ФСТ) и региональными энергетическими комиссиями (РЭК). Анализ усредненных издержек в энергетике — это гордиев узел, разрубив который с помощью перехода на анализ маржинальных издержек, мы выйдем на иной качественный уровень развития российской теплоэнергетики. Следует отметить, что маржинальные издержки не могут быть получены непосредственно исходя из отчетных данных за какой-либо период, — необходимо учитывать изменение издержек в зависимости от объема выпуска продукции.

Средняя температура по больнице

Маржинальная цена энергии — это цена, определяемая на основе расчета предельных затрат на производство дополнительной единицы энергии. В условиях отсутствия рыночных отношений в советской электроэнергетике применялся показатель, заменяющий маржинальные затраты на относительный прирост расхода топлива (ОПРТ) на выработку электроэнергии. ОПРТ наглядно показывает, какое оборудование и в какой последовательности необходимо загружать, чтобы получить максимум экономии топлива. Расчет относительного прироста топлива — это сложная интеллектуальная задача, требующая понимания всех тонкостей технологии производства энергии на ГРЭС и, особенно, на ТЭЦ.

С переходом на рыночные отношения в 1995 г. требование по практическому применению этого высококвалифицированного качественного показателя было исключено из Правил технической эксплуатации ТЭЦ. Оказалось, что его достаточно сложно рассчитывать в условиях рыночной энергетики. Отказавшись от применения показателя относительного прироста расхода топлива, менеджеры по энергетике должны были предложить адекватную замену — методику расчета маржинальных издержек. Однако политизированная инструкция по распределению расходов топлива на ТЭЦ, усреднение годовых затрат на производство тепловой и электрической энергии в принципе не позволяют разработать Методические указания по определению маржинальных издержек на ТЭЦ. Каждому хорошо известно, что температура тела человека является самым главным показателем, характеризующим здоровье человека. Однако никому не придет в голову оценивать уровень состояния здравоохранения в регионе исходя из средней температуры населения. Оценивать же состояние региональной энергетики, производить расчеты за тепло и свет при рыночной энергетике по усредненным тарифам — все равно, что оказывать медицинские услуги исходя из среднегодовой температуры населения. Это понимают только те, кто квалифицированно и честно рассчитывает затраты на топливо, формирует программу управления издержками (ПУИ), пользуясь первоисточниками в виде диаграмм режимов турбин, а не политизированными инструкциями Минпромэнерго⁴. Затраты на производство энергии могут быть совершенно разными. Вполне возможно, что стоимость тепловой и электрической энергии для потребителя, живущего на одной стороне улицы и получающего комбинированную энергию от ТЭЦ, может и должна быть в два-три раза ниже, чем для потребителя, живущего на противоположной стороне той же улицы и получающего тепло от котельной. В данном случае это определяют рынок и различные технологии.

Зарубежный опыт применения маржинальных тарифов

Существующее в отрасли коммунального обслуживания понятие «экономия от масштаба» обуславливает желание иметь монопольного поставщика. Однако при этом возникает необходимость государственного вмешательства, с тем чтобы пресекать злоупотребление монопольной властью. С учетом данного фактора в большинстве стран мира, в том числе в США, отрасль коммунального обслуживания регулируется государством и находится в его собственности. В 1930-е в США экономисты-электроэнергетики пришли к выводу, что цены на электроэнергию должны быть равными маржинальным, а не средним издержкам. Тарифы на электричество во многих штатах варьируются как по сезонам, так и по времени суток, отражая изменения предельных затрат на выработку электроэнергии.

Более 40 лет назад во Франции, для того чтобы обеспечить развитие

атомной энергетики, работающей в базовом режиме, было принято решение о применении в электроэнергетике тарифной политики, основанной на маржинальной стоимости, отражающей фактическую технологию производства. В настоящее время во Франции действуют более шести видов тарифных систем, включающих пять зон потребления. В результате электроэнергия отпускается по 20—30 различным ценам, оптимально отвечающим спросу и предложению на энергию и мощность. В некоторых случаях маржинальная стоимость энергии в пиковом режиме может быть в 20 раз выше, чем в базовом режиме. Плата за заявленную мощность в зимний период в два раза выше, чем в летний.

Тарифная политика Дании в отношении тепловой энергии предусматривает возможность применения семи способов расчета с потребителями⁵.

Это могут быть расчеты как по устаревшему методу фиксированных

⁴ См.: Богданов А.Б. Котельнизация России — беда национального масштаба // ЭнергоРынок. — 2006. — № 9.

⁵ Дюрелунд А. Правильная структура тарифов на тепловую энергию стимулирует энергосбережение у потребителей // Новости Датского Совета по Централизованному Теплоснабжению. — 2002.

тарифов (евро/м²), расчеты по переменным тарифам при использовании теплосчетчиков (евро/м³/ч), так и расчеты по двух- и трехступенчатым тарифам с поощрением за эффективное охлаждение обратной сетевой воды (+/- евро/ГДж/°C). Правильные тарифы на тепловую энергию важны для создания необходимых мотивационных факторов в целях нахождения наименее затратных решений со стороны потребителей. Тарифная политика Дании обеспечивает разделение общих затрат между потребителями, при этом потребители должны покрывать расходы, связанные с установкой и обслуживанием систем регулирования потребления тепла, системы расчетов за потребляемую энергию.

Наиболее яркие примеры управления нагрузкой и формирования тарифов на зарубежном оптовом рынке электроэнергии приведены в книге В.А. Семенова «Оптовые рынки энергии за рубежом»⁶.

Заключение

Разрубить гордиев узел

1. Экономика теплоэнергетики в системе рыночного хозяйства как наука безнадежно отстала от требований сегодняшнего дня и является основным тормозом развития энергосберегающих процессов в теплоэнергетике России. Опыт стран Западной Европы и США, построенный еще в 1930-х на отказе от усредненных издержек и формировании тарифов на энергию на основе маржинальных издержек, ни советскими экономистами-энергетиками, ни российскими менеджерами до настоящего времени не осмыслен и не получил практического применения.

2. Методы расчета технико-экономических показателей работы ТЭЦ, которые отвечали условиям политизированной плановой экономики энергетики, оказались не приемлемыми в условиях рыночных отношений. Формальный подход к анализу экономических показателей ТЭЦ, ус-

реднение технико-экономических расчетов в целях упрощения отчетности в регулируемой энергетике России в современной ситуации является основной причиной огромных потерь топливно-энергетических ресурсов в нашей стране.

3. Сложность технологических расчетов в теплоэнергетике, стремление регулирующих органов упростить расчеты согласно требованиям экономической, финансовой и статистической отчетности привели к тому, что в существующей тарифной политике на тепловую и электрическую энергию возникли следующие противоречия:

- основой существующего ценообразования является не определение маржинальных издержек, а оценка усредненных издержек, что противоречит основным правилам регулирования естественного монополиста — производителя энергетических товаров и услуг;

- оценка эффективности использования топлива осуществляется не по конечному результату — затратам топлива для конечного потребителя, а по промежуточным результатам — затратам топлива у производителя энергии.

4. Исходя из климатических условий потребления и производства на конкурентный рынок энергетической продукции предоставляются следующие виды товаров и услуг:

- энергия: базовая, полубазовая, пиковая, внепиковая внебалансовая, внепиковая внутрибалансовая;
- мощность: внутрибалансовая (заявленная, внепиковая);

- резерв мощности: горячий, холодный, сезонный, заявленный перспективный, незаявленный (бесхозный);

- сопутствующие товары и услуги: невозврат пара и конденсата, утечка сетевой воды из теплосети; техническая вода, зола, шлак, услуги по допуску потребителей к тепловым и электрическим сетям, услуги по метрологическому обеспечению и т. д.

5. Анализ затрат энергетического производства по видам энергетических товаров и услуг показывает, что реальные затраты на производство различных видов энергии и мощности изменяются в пропорции 1:20. При этом самая дешевая энергия — это внепиковая внебалансовая энергия сбросного тепла, составляющая 20 % от усредненной цены, а самая дорогая — пиковая, достигающая 400 %.

6. Усреднение технико-экономических расчетов в теплоэнергетике в целях упрощения экономической, статистической и бухгалтерской отчетности является первопричиной котельнизации России, вызывающей до 40 % от потерь энергосберегающего эффекта, массовый отказ от теплофикации, подавление стимулов для внедрения энергосберегающих технологий. Усреднение не дает возможности применять передовой опыт США, Дании, Франции и других стран при формировании политики ценообразования в отношении коммунального энергетического монополиста на основе продажи энергетических товаров по маржинальным издержкам.

7. Применение метода анализа затрат на различные виды товаров и услуг по маржинальным издержкам позволяет квалифицированно определить центры прибыли и центры убытков энергетического производства, разработать адекватную программу управления издержками (ПУИ) в теплоэнергетике.

8. Метод анализа затрат на различные виды товаров и услуг — это та точка опоры, с помощью которой можно выявить объемы перекрестного технологического и социального субсидирования в тепло- и электроэнергетике. Переход на расчет маржинальных издержек позволит разрубить гордиев узел парадоксов и противоречий существующей политизированной экономики энергетики.

Продолжение следует...



⁶ Семенов В.А. Оптовые рынки энергии за рубежом. Аналитический обзор. — М. : ЭНАС, 1998.